

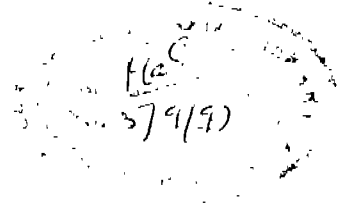


भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग I—खण्ड 1
PART I—Section 1

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY



सं० 80]
No. 80]

नई दिल्ली, बुधवार, अप्रैल 24, 1997/वैशाख 4, 1919
NEW DELHI, THURSDAY, APRIL 24, 1997/VAISAKHA 4, 1919

विद्युत मंत्रालय

संकल्प

नई दिल्ली, 6 नवम्बर, 1995

ए-27/94-आईपीसी (खण्ड-2).—1. तरल ईंधन आधारित विद्युत संयंत्रों की आवश्यकता

1.1 भारत सरकार ने विद्युत क्षेत्र में क्षमता-अभिवृद्धि कार्यक्रम के लिए संसाधनों में वृद्धि करने हेतु अक्टूबर, 1991 में निजी विद्युत नीति आरंभ की। 22 अक्टूबर, 1991 के संकल्प के जरिए विद्युत क्षेत्र में निजी क्षेत्र भागीदारी के कार्य-क्षेत्र को विस्तृत किया गया जिसमें निजी क्षेत्र यूनितों को किसी भी आकार के ताप-विद्युत संयंत्र—कोयला/लिग्नाइट अथवा गैस-आधारित, जल विद्युत परियोजनाएं तथा पवन/सौर ऊर्जा परियोजनाएं स्थापित किए जाने की अनुमति प्रदान की गई। भारत सरकार की निजी विद्युत नीति के प्रति प्रतिक्रिया उत्साहवर्द्धक रही है तथा कई कोयला/लिग्नाइट, गैस आधारित और जल विद्युत परियोजनाएं आरंभ हो रही हैं। तथापि, यह देखा गया है कि यह परियोजनाएं दीर्घकालीन गैस्टेशन (निर्माण) अवधि की हैं तथा तीन या चार वर्ष के पश्चात् ही यह आरंभ की जा सकेंगी। उपरोक्त को देखते हुए, गंभीर विद्युत संकट से बचने के लिए शीघ्र क्षमता-अभिवृद्धि सुनिश्चित की जानी आवश्यक होगी। अतः सरकार ने आदान-प्रदान करने वाली डीजल इंजन (डीजी) उत्पादन यूनितों तथा भारी ईंधनों जैसे भारी पेट्रोलियम स्टॉक (एच पी एस), लो-सल्फर हैवी स्टॉक (एलएसएस), भारी फर्नेश तेल (एचएफओ), फर्नेश तेल (एफ ओ) तथा प्राकृतिक गैस, जो भी प्रमुख ईंधन के रूप में उपलब्ध हो, का प्रयोग करने वाली निजी क्षेत्र यूनितों को अनुमति प्रदान करने का भी निर्णय लिया है। एचएसडी (डीजल) को ईंधन के रूप में अनुमति नहीं दी जाएगी।

2. प्रचालन के मानदण्ड

2.1 प्रचालन के मानदण्ड तथा संयंत्र भार अनुपात वही होंगे जो फिलहाल केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा निर्धारित किए गए हैं, जो भारतीय विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम, 1948 की धारा 43 क की उप-धारा (2) के अंतर्गत संशोधन, अगर कोई हो, के अधीन होंगे।

3. के. वि. प्रा. द्वारा "सिद्धांत रूप में" स्वीकृति

3.1 केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण ने दिनांक 17 अगस्त, 1995 के कार्यालय ज्ञापन संख्या 2/94/सामान्य/95-पीएसी के जरिए निजी क्षेत्र की विद्युत परियोजनाओं के लिए "सिद्धांत रूप में" स्वीकृति उपलब्ध करने हेतु प्रक्रिया निर्धारित की है। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा "सिद्धांत रूप में" स्वीकृति हेतु राज्य सरकारों/राज्य बिजली बोर्डों/स्वतंत्र विद्युत उत्पादकों (आईपीपी) से प्राप्त पैरा 1.1 में निर्दिष्ट तरल ईंधनों पर आधारित विद्युत संयंत्रों के लिए सभी प्रस्तावों के मामलों में के. वि. प्रा., राज्यों की आवश्यकताओं के आधार पर प्रस्ताव का मूल्यांकन करेगा।

3.2 परियोजना हेतु ईंधन लिंकेज की सिफारिश पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय को केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण की तकनीकी-आर्थिक स्वीकृति प्राप्त होने के पश्चात् ही की जाएगी।

4. अन्य शर्तें

4.1 डीजल इंजन उत्पादन यूनिटों के मामले में विद्युत क्रय करार (पीपीए) अधिकतम 15 वर्ष के लिए होंगे।

4.2 इस समय केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा निर्धारित संयंत्र भार अनुपात प्रचालन मानदंड, जो तत्पश्चात् भारतीय विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम, 1948 की धारा 43 क की उप-धारा (2) के अंतर्गत संशोधन, अगर कोई हो, के अधीन होंगे, के बाहर डीजी यूनिटों हेतु परिकल्पित उत्पादन उपलब्ध नहीं होगा।

4.3 देशज अथवा विदेशी ईंधन लिंकेज का उत्तरदायित्व एक स्वतंत्र विद्युत उत्पादक (आईपीपी) के उत्तरदायित्व के समान होगा तथा किसी भी प्रकार के ईंधन आपूर्ति जोखिम को आईपीपी/ईंधन आपूर्तिकर्ता, दोनों द्वारा वहन किया जाएगा। राज्य विद्युत बोर्ड किसी भी प्रकार का ईंधन आपूर्ति जोखिम नहीं उठाएगा।

4.4 दिनांक 22 अक्टूबर, 1991 के संकल्प तथा दिनांक 30-3-92 की टैरिफ अधिसूचना एस. ओ. संख्या 251 (ई) दिनांक 18/19 जनवरी, 1994 की अधिसूचना एस. ओ. संख्या 251 (ई) दिनांक 22 अगस्त, 1994 के एस. ओ. संख्या 36 (ई) तथा दिनांक 13 जनवरी, 1995 के एस. ओ. संख्या 39 (ई) के द्वारा संशोधित में निर्धारित अन्य सभी शर्तें डीजल इंजन उत्पादन यूनिटों के मामले में भी लागू होंगी।

4.5 किसी एक उद्योग अथवा उद्योग-संघ/अन्य उपभोक्ताओं के लिए स्थापित कैप्टिव विद्युत संयंत्र, रिफाइनरी के पास, तटीय अथवा दूर-दराज स्थित विद्युत संयंत्रों तथा ग्रिड की आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए स्थापित किए जा रहे विद्युत संयंत्रों को प्राथमिकता दी जाएगी।

पि. अब्रहाम, सचिव

MINISTRY OF POWER**RESOLUTION**

New Delhi, the 6th November, 1995

A-27/94-IPC (VOL-II).—1. Need for liquid fuel based power plants

1.1 The Government of India launched the private power policy in October, 1991 to bring in additional resources for the capacity addition programme in the electricity sector. Through the Resolution dated 22nd October, 1991 the scope of private sector participation in the Electricity sector was widened allowing private sector units to set up thermal plants-coal/lignite or gas based, hydel projects and wind/solar energy projects of any size. The response to the private power policy of Government of India has been encouraging and several coal/lignite, gas based and hydel projects are coming up. It has, however, been recognized that these projects have a long gestation period and would come on stream only after three to five years. In view of the above, a quick capacity addition would have to be ensured in order to avert a severe power crisis. The Government has, therefore, decided to permit private sector units to also set up diesel engine generating (DG) units of reciprocating type and using heavy fuel oils such as, Heavy Petroleum Stock (HPS), Low Sulphur Heavy Stock (LSHS), Heavy Furnace Oil (HFO), Furnace Oil (FO) and natural gas, wherever, available as primary fuel. No H.S.D. (Diesel) will be permitted as fuel.

2. Norms of Operation :

2.1 The norms of operation and Plant Load Factor would be as laid down by the Central Electricity Authority for the time being, subject to modifications thereof, if any, under Sub Section (2) of Section 43A of the Indian Electricity (Supply) Act, 1948.

3. 'In-Principle' Clearance by CEA

3.1 Central Electricity Authority has laid down the procedure for obtaining 'In principle' clearance for power projects in the Private Sector vide O. M. No. 2/94/Genl/95-PAC, dated 17th August, 1995. In all proposals for power plants based on liquid fuels specified in para 1.1 received from the State Governments/State Electricity Boards/Independent Power Producers (IPPS) by the Central Electricity Authority (CEA) for 'in principle' clearance, the CEA shall evaluate the proposal on the basis of the requirements of the States.

3.2 Fuel linkage for the project would be recommended to the Ministry of Petroleum & Natural Gas only after 'in principle' clearance of the Central Electricity Authority.

4. Other Conditions

4.1 Power Purchase Agreements (PPAs) in case of diesel engine generating units should be for a maximum period of 15 years.

4.2 Deemed generation for DG units will not be available beyond Plant Load Factor operation norms laid down by the Central Electricity Authority for the time being, subject to modifications thereof, if any under Sub-Section (2) of Section 43A of the Indian Electricity (Supply) Act, 1948.

4.3 The responsibility of either indigenous or imported fuel linkage would be that of the Independent Power Producer (IPP) and any fuel supply risks would have to be shared between the IPP/Fuel supplier. The State Electricity Board will not take any fuel supply risk.

4.4 All other conditions laid down in Resolution dated 22nd October, 1991 and tariff notification S.O. No. 251(E) dated 30-3-92 [as amended vide Notification S.O. No. 36(E), dated 18/19 January, 1994, S.O. No. 605 (E), dated 22nd August, 1994 and S.O. No. 39(E) dated 13th January, 1995] shall apply in the case of diesel engine generating units as well.

4.5 Captive power plants set up for an industry or group of industries/other consumers, power plants located in proximity to refineries, coastal and remote locations, and those being set up to look after exigencies of the grid, would be given preference.

P. ABRAHAM, Secy.

संकल्प

नई दिल्ली, 14 मई, 1996

सी-335/95-आई पी सी-1.— 1. तरल ईंधन आधारित विद्युत संयंत्र

1.1 भारत सरकार द्वारा अक्टूबर, 1991 में आरंभ की गई निजी विद्युत नीति की अनुपालना में तथा अत्यंत गंभीर विद्युत संकट की संभावना को देखते हुए शीघ्र क्षमता-अभिवृद्धि को सुनिश्चित करने के उद्देश्य से सरकार ने दिनांक 6-11-95 के संकल्प संख्या ए-27/94-आई पी सी (खंड-2) के जरिये निजी क्षेत्र यूनिटों को आदान-प्रदान करने वाली डीजल इंजन उत्पादन (डी जी) यूनिटों, जो भारी ईंधन तेल जैसे हैवी पेट्रोलियम स्टॉक (एच पी एस), लो सल्फर हैवी स्टॉक (एल एस एच एस), हैवी फर्नेश आयल (एच एफ ओ) तथा प्राकृतिक गैस, जब भी उपलब्ध हो, का प्रमुख ईंधन के रूप में उपयोग करती हैं, को स्थापित करने की अनुमति प्रदान कर दी है। निजी क्षेत्र में विद्युत उत्पादन हेतु पेट्रोलियम कोक और वैक्युम रेसिड्यू के प्रयोग को भी अनुमति प्रदान करने का निर्णय लिया गया है।

2. प्रचालन के मानदण्ड

प्रचालन के मानदण्ड तथा संयंत्र भार अनुपात (पी एल एफ) इत्यादि वही होंगे जो फिलहाल केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा भारतीय विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम, 1948 की धारा 43क की उपधारा (2) के अन्तर्गत संशोधनों के तहत, अगर कोई हों, निर्धारित किए जाएंगे।

3. शर्तें एवं निबन्धन

3.1 दिनांक 6 नवम्बर, 1995 के संकल्प संख्या के ए-27/94-आई पी सी (खण्ड 2) में परिकल्पित अन्य सभी शर्तें एवं निबन्धन प्रमुख ईंधनों के रूप में पेट्रोलियम को और वैक्युम रेसिड्यू पर आधारित विद्युत उत्पादन संयंत्रों के मामले में भी लागू होंगी।

पी. अहमम, सचिव

RESOLUTION

New Delhi, the 14th May, 1996

C-335/95-IPC. I.—1. Liquid Fuel Based Power Plants

1.1 In pursuance of the Private Power Policy launched by the Government of India in October, 1991 and with a view to ensuring a quick capacity addition in the background of a likely severe power crisis, the Government had announced vide resolution No. A-27/94-IPC (Vol. II) dated 6-11-95 the decision to permit the private sector units to set up diesel engine generating (DG) units of reciprocating type and using heavy fuel oils such as Heavy Petroleum Stock (HPS), Low Sulphur Heavy Stock (LSHS), Heavy Furnace Oil (HFO) and Natural Gas, wherever available, as primary fuel. It has now been decided also to permit the use of Petroleum Coke and Vacuum Residue as primary fuel for power generation in the private sector.

2. Norms of Operation

The norms of operation and Plant Load Factor (PLF) etc. would be as laid down by the Central Electricity Authority (CEA) for the time being, subject to modifications thereof, if any, under sub-section (2) of Section 43A of the Indian Electricity (Supply) Act, 1948.

3. Terms and Conditions

3.1 All the other terms and conditions envisaged in Resolution No. A-27/94-IPC (Vol. II) dated 6th November, 1995 will apply in the case of power generating plants based on Petroleum Coke and Vacuum Residue as primary fuels.

P. ABRAHAM, Secy.

संकल्प

नई दिल्ली, 6 नवम्बर, 1996

विषय : सह-उत्पादन विद्युत संयंत्रों का संवर्द्धन।

ए-40/95-आई पी सी-1.— 1. प्रस्तावना

1.1 भारत सरकार द्वारा 1991 में निजी विद्युत नीति की घोषणा किए जाने के पश्चात् स्वतंत्र विद्युत उत्पादकों (आईपीपी) के माध्यम से विदेशी प्रवर्तकों के प्रस्तावों सहित कई प्रस्ताव प्राप्त हुए हैं। तथापि, चूंकि वृहद विद्युत परियोजनाओं की निर्माण अवधि लम्बी है इसलिए निकट भविष्य में काफी

कम विद्युत परियोजनाओं को पूरा करना ही संभव होगा और इस से हमें विद्युत की अत्यधिक कमी का सामना करना पड़ेगा। वर्ष 1996-97 के अंत तक, 15 प्रतिशत ऊर्जा की कमी तथा 30 प्रतिशत की व्यस्ततमकालीन कमी की परिकल्पना की गई है।

1.2 अतः यह माना गया है कि निजी विद्युत उत्पादन कंपनी के अलावा एक वैकल्पिक माध्यम खोले जाने की अत्यंत आवश्यकता है जहां उद्योग संसाधनों को एकत्र करके अपनी विद्युत की मांग को पूरा करने के इच्छुक होंगे। कैप्टिव विद्युत संयंत्रों को, अपने अंतर्निहित प्रस्तावित लाभों के कारण ऐसा ही एक वैकल्पिक माध्यम माना गया था। तदनुसार, राज्य सरकारों को अपने राज्यों में कैप्टिव संयंत्रों की स्थापना को उच्च प्राथमिकता प्रदान करने तथा राज्य ग्रिड में लाभकारी टैरिफ पर कैप्टिव विद्युत संयंत्र में उत्पादित होने वाली उपलब्ध अधिशेष विद्युत की खपत को प्रोत्साहित करने का भी अनुरोध किया गया। इस उद्देश्य के लिए सचिव (विद्युत), भारत सरकार के कार्यालय से सभी राज्यों के मुख्य मंत्रियों को एक पत्र (डी. ओ. संख्या : 6/1/टैरिफ/कैप्टिव पावर/95, 9 अक्टूबर, 1995) के जरिये थिस्तृत मार्गदर्शी सिद्धान्त जारी किए गए। कैप्टिव विद्युत परियोजनाओं की स्वीकृति प्रक्रिया से संबंधित एक अनुवर्ती प्रेषण (डी. ओ. सं. ए-31/94/आई पी सी, दिनांक 30 जनवरी, 1996) के जरिये यह स्पष्ट किया गया कि किसी भी अन्य व्यक्तियों (न्यायिक व्यक्तियों सहित तथा उत्पादन कंपनियों को छोड़कर) के कैप्टिव विद्युत संयंत्र, विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम की धारा 29(2) के प्रावधानों के अधीन नहीं हैं। अधिनियम की धारा 43(1) प्रावधान करती है कि बोर्ड विद्युत की खरीद के लिए राज्य के भीतर विद्युत का उत्पादन कर रहे किसी भी व्यक्ति के साथ, किसी भी अधिशेष विद्युत के लिए, जिसे वह व्यक्ति उपलब्ध करवा सकता है, सम्मत शर्तों पर करार कर सकता है। तथापि, धारा 44(2क) के अनुसार बोर्ड उन मामलों में प्राधिकरण से परामर्श कर सकता है जहां नए उत्पादन केन्द्र की क्षमता अथवा विस्तार अथवा प्रतिस्थापना के द्वारा सृजित की जाने वाली प्रस्तावित अतिरिक्त क्षमता जैसा भी मामला हो, 25 मेगावाट से अधिक हो। अतः अधिनियम की धारा 44 के अनुसार, कैप्टिव विद्युत/सह-उत्पादन संयंत्रों को केवल राज्य बिजली बोर्ड की स्वीकृति की ही आवश्यकता होती है। बोर्ड को 25 मेगावाट से अधिक की क्षमता वाले नए उत्पादन केन्द्र के मामलों में, अधिनियम की धारा 44(2क) के अंतर्गत, प्रस्ताव को केवल परामर्श हेतु केन्द्रीय प्राधिकरण के समक्ष प्रस्तुत करना होता है। विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार ने कैप्टिव विद्युत संयंत्रों के लिए टैरिफ के निर्धारण हेतु कुछ मानदण्डों की आवश्यकता को मानते हुए एक संस्थागत प्रणाली की स्थापना किए जाने का सुझाव दिया है जिसमें कैप्टिव विद्युत यूनिटों को राज्य ग्रिड में एक आसान और स्वतः प्रवेश की अनुमति दी जाए तथा कैप्टिव संयंत्रों द्वारा उत्पादित बढ़ी हुई विद्युत की खरीद को सम्मत उचित दर (जो विद्युत की परिवर्तनीय दर से कम न हो तथा द्वि-स्तरीय टैरिफ अधिसूचना के अंतर्गत अनुमत लागत से अधिक न हो) की घोषणा की जाए।

1.3 आम तौर पर यह देखा गया है कि सामान्य रूप में उद्योग तथा विशेष रूप में एक प्रणाली उद्योग को एक से अधिक रूप में ऊर्जा की आवश्यकता होती है तथा यदि औद्योगिक यूनिटों की ऊर्जा की आवश्यकताओं तथा आपूर्ति को ध्यानपूर्वक नियोजित किया जाए तो अत्यंत उच्च कोटि की सम्पूर्ण दक्षता प्राप्त की जा सकती है। औद्योगिक गतिविधियों में बहुमूल्य ऊर्जा संसाधनों के बेहतर समुपयोजन तथा प्रणाली में अतिरिक्त विद्युत उत्पादन क्षमता के सृजन को प्रोत्साहित करने के मिले-जुले उद्देश्य से, देश में सह-उत्पादन संयंत्रों को प्रोत्साहित करने का सुझाव दिया जा रहा है।

2. सह-उत्पादन की परिभाषा

2.1 सह-उत्पादन सुविधा का आशय एक ऐसी सुविधा से है जहां एक साथ उपयोगी ऊर्जा के दो या दो से अधिक प्रकार का उत्पादन होता है। जैसे इलैक्ट्रिक विद्युत एवं भाप, इलैक्ट्रिक विद्युत एवं शाफ्ट (यांत्रिकी) विद्युत इत्यादि। सह-उत्पादन सुविधाएं, उपलब्ध ऊर्जा का एक से अधिक रूप में समुपयोजन करने की अपनी क्षमता के कारण विद्युत भाप, शाफ्ट विद्युत अथवा ऊर्जा के अन्य प्रकारों का प्रयोग करने में तुलनात्मक रूप से काफी कम ईंधन का प्रयोग करती है, जितना कि उन्हें अलग-अलग उत्पादित करने में आवश्यक होगा। अतः उच्च दक्षता प्राप्त करके सह-उत्पादन सुविधाएं ऊर्जा संरक्षण में एक महत्वपूर्ण योगदान कर सकती हैं।

3. नीति के उद्देश्य

3.1 चूंकि बिजली एवं ऊष्मा अधिकांश औद्योगिक गतिविधियों के मूल निवेश हैं इसलिए वर्तमान नीति उद्योग में ईंधन प्रयोग में उच्च दक्षता तथा राज्य ग्रिड में अधिशेष विद्युत की उपलब्धता को प्राप्त करने के दोहरे उद्देश्य को, औद्योगिक उपयोग हेतु विद्युत और ऊष्मा उत्पादन को मिलाकर प्राप्त करने का प्रयास कर रही है।

4. सह-उत्पादन सुविधा सृजित किए जाने हेतु प्रक्रिया

4.1 सह उत्पादन संयंत्रों की स्थापना को प्रोत्साहित करने के उद्देश्य से, यह प्रस्ताव रखा गया है कि सह-उत्पादन शक्यता वाले उद्योग को किसी भी आकार की परियोजनाओं के लिए बिना प्रतिस्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया की आवश्यकता के एक विद्युत उत्पादन सुविधा का विकास किए जाने की अनुमति दी जाएगी। इसके अतिरिक्त, ऐसे मामलों में के. वि. प्रा. की स्वीकृति के उद्देश्य हेतु इन परियोजनाओं के साथ उसी प्रकार का व्यवहार किया जाएगा जैसा कि विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम, 1948 की धारा 44 के अंतर्गत कैप्टिव संयंत्र की स्थापना किए जाने के किसी भी प्रस्ताव पर राज्य सरकार द्वारा व्यवहार किया जाना अपेक्षित होता है।

5. सह-उत्पादन संयंत्र

5.1 दो मूलभूत सह-उत्पादन चक्रों को अभिज्ञात किया गया है:

(1) **टोपिंग चक्र.**— कोई भी ऐसी सुविधा जो विद्युत उत्पादन के लिए ईंधन निवेश का प्रयोग करती है तथा अन्य औद्योगिक गतिविधियों के लिए भी लाभकारी ऊष्मा का समुपयोजन करती है। अनुपूरक फाइरिंग सुविधा वाली किसी भी सुविधा में यह आवश्यक है कि औद्योगिक गतिविधियों में प्रयोग की जाने वाली लाभकारी ऊष्मा अनुपूरक फाइरिंग के जरिए प्रणाली को आपूर्ति की जाने वाली ऊष्मा से कम से कम 20 प्रतिशत अधिक हो।

(2) **बॉटमिंग चक्र** .—कोई भी ऐसी सुविधा जो किसी भी पुराने (फोसिल) ईंधन से अनुपूरक ऊष्मा प्रदान करके विद्युत उत्पादन के लिए अपशेष औद्योगिक ऊष्मा का प्रयोग करती है।

6. पात्रता अपेक्षाएं

6.1 किसी भी सुविधा को सह-उत्पादन सुविधा कहे जाने के योग्य तभी माना जा सकता है यदि यह नीचे स्पष्ट किए गए कुछ प्रचालनात्मक एवं दक्षता मानदंडों को पूरा करती है।

(1) **टोपिंग चक्र हेतु पात्रता अपेक्षाएं** .—टोपिंग चक्र हेतु पात्रता अपेक्षाएं प्रयोग किए जा रहे ईंधन के प्रकार पर निर्भर करेंगी क्योंकि ईंधन के चयन के अनुरूप ही विद्युत उत्पादन हेतु प्राप्त किए जाने वाले संभाव्य दक्षता स्तर भिन्न-भिन्न होते हैं। तत्त्वतः दक्षता अपेक्षाओं को पूरा करने वाली कोई भी सह-उत्पादन सुविधा, अत्याधुनिक प्रौद्योगिकी का प्रयोग कर रही पृथक् रूप से उत्पादित विद्युत तथा भाप के सम्मिश्रण से कहीं अधिक दक्ष होगी। इसलिए, दक्षता मानदंडों का निर्धारण करते समय, किसी विशेष ईंधन के मामले में प्राप्त की जा सकने वाली दक्षता को ध्यान में रखा गया है। इसके अतिरिक्त सह-उत्पादन सुविधा वाले सभी मामलों के लिए यह आवश्यक होगा कि कुल ऊर्जा उत्पादन का कम से कम 20 प्रतिशत लाभकारी ताप-विद्युत के रूप में हो।

चूंकि, ग्रिड स्थिरता को बनाए रखने के लिए तथा विद्युत प्रणाली की उपयुक्त आयोजना को सुविधाजनक बनाने के लिए सह-उत्पादन परियोजना राज्य ग्रिड को विद्युत का अंतरण करेगी इसलिए यह आवश्यक होगा कि सह-उत्पादन सुविधा एक वर्ष में कम से कम 250 दिनों के लिए कम से कम 5 मेगावाट विद्युत की आपूर्ति करने के लिए उपलब्ध रहे।

(क) कोयले का ईंधन के रूप में प्रयोग

यह मानते हुए कि कोयले का ईंधन के रूप में प्रयोग करते हुए विद्युत उत्पादन हेतु प्राप्य ताप विद्युत दक्षता लगभग 35 प्रतिशत के आसपास रहती है तथा भारतीय उद्योगों में परिलक्षित भाप-उत्पादन हेतु बॉयलर दक्षता लगभग 90 प्रतिशत है। किसी भी सह-उत्पादन सुविधा हेतु निर्धारित दक्षता मानदंड निम्नवत् है :—

लाभकारी विद्युत उत्पादन तथा लाभकारी ताप-विद्युत उत्पादन के आधे भाग का जोड़ सुविधा की ऊर्जा खपत से 45 प्रतिशत अधिक होगा।

(ख) तरल ईंधन का प्रयोग

यह मानते हुए कि तरल ईंधन आधारित संयुक्त साइकिल विद्युत उत्पादन प्रणाली का प्रयोग करते हुए प्राप्य ताप-विद्युत दक्षता लगभग 50 प्रतिशत है जबकि भारतीय उद्योगों में भाप-उत्पादन हेतु परिलक्षित बॉयलर दक्षता लगभग 85-90 प्रतिशत है। किसी भी सह-उत्पादन दक्षता हेतु निर्धारित दक्षता मानदंड निम्नवत् है :—

लाभकारी विद्युत उत्पादन तथा लाभकारी ताप-विद्युत उत्पादन का जोड़ सुविधा की ऊर्जा की खपत से 65 प्रतिशत अधिक होना चाहिए।

(ग) रिफाइनरी आधारों (बाटम्स) का ईंधन के रूप में प्रयोग

रिफाइनरी बाटम्स अथवा रिफाइनिंग प्रक्रिया के बचे हुए उत्पादों को, किसी भी पैट्रोलियम रिफाइनिंग यूनिट द्वारा स्थापित की जाने वाली सह-उत्पादन सुविधाओं के लिए ईंधन के रूप में प्रयोग किए जाने की अनुमति दी जाएगी जिनको परिवहन समस्याओं अथवा कम ऊष्मा घटक के कारण आसानी से बेचा नहीं जा सकता। तथापि, सह-उत्पादन संयंत्र के रूप में पात्र होने के लिए लाभकारी विद्युत उत्पादन तथा लाभकारी ताप विद्युत उत्पादन के आधे भाग का जोड़ सुविधा की ऊर्जा खपत से 45 प्रतिशत अधिक होना चाहिए। साथ ही किसी भी कैलेंडर वर्ष में सुविधा के लिए कुल ऊष्मा निवेश का कम से कम 90 प्रतिशत रिफाइनरी तलछट अथवा रिफाइनरी बॉटम से प्राप्त होना चाहिए।

(2) बॉटमिंग चक्र हेतु पात्रता अपेक्षाएं

बॉटमिंग चक्र के मामले में किसी भी कैलेंडर वर्ष में कुल लाभकारी विद्युत उत्पादन अनुपूरक फाइरिंग के जरिए कुल ऊष्मा निवेश के 50% से कम नहीं होना चाहिए।

7. टैरिफ निर्धारण

7.1 एक सह-उत्पादन संयंत्र से टैरिफ का निर्धारण करते समय, उच्चतम दक्षता के लाभों को बांटना ही मूलभूत विचार होगा। इसके अतिरिक्त, उद्योग को प्राप्त अन्य लाभ विद्युत की सुनिश्चित आपूर्ति की उपलब्धता है तथा वह भी पारगामी आर्थिक सहायता के कारण रा. बि. बो. द्वारा अपने औद्योगिक उपभोक्ताओं से सामान्य रूप से प्रभारित टैरिफ से कम टैरिफ पर होगी। दूसरी तरफ, रा.बि.बो. को इस तथ्य से भी लाभ प्राप्त होगा कि उन्हें सीमांत लागत से कम दर पर अधिशेष विद्युत प्राप्त होती है। तथापि, इसके बदले में रा.बि. बो. को अपने कुछ अच्छे उपभोक्ताओं को छोड़ना होगा। अतः टैरिफ में इन मुद्दों को दर्शाया जाना चाहिए।

7.2 रा. बि. बो. द्वारा टैरिफ का निर्धारण उच्चतम दक्षता हेतु समायोजन करके तथा इसे उत्पादन की सीमांत लागत पर प्रयुक्त करके किया जा सकता है। तदनुसार, रा.बि.बो. एक ग्राह्य टैरिफ को अधिसूचित कर सकता है जिसमें उत्पादन की संशोधित सीमांत लागत को दर्शाया जाएगा तथा उसी दर पर, प्रमुख ईंधन मूल्य उतार-चढ़ावों को छोड़कर, संयंत्र की जीवन-अवधि तक भुगतान कर सकता है।

100531/97-2

7.3 वैकल्पिक रूप में रा.बि.बो. प्रथम वर्ष के टैरिफ को दो हिस्सों, निर्धारित और परिवर्तनीय में अधिसूचित करना चुन सकता है तथा इस बात को ध्यान में रखते हुए टैरिफ वृद्धि फार्मूले की घोषणा कर सकता है कि मूल्यवृद्धि के जरिए प्राप्त किए गए ऋण के वितरण के साथ ही, निर्धारित लागत घटक प्रत्येक वर्ष गिर जाता है तथा उसी समय ईंधन में वृद्धि के कारण ईंधन की लागत में वृद्धि हो जाती है।

7.4 तथापि, इस तथ्य को मानते हुए कि सम्पूर्ण लाभों को प्राप्त करने के लिए विद्युत क्षेत्र के लिए लागत आधारित टैरिफ ढांचे से हटना आवश्यक होगा हम इस परिवर्तन के लिए सह-उत्पादन संयंत्रों का उपयोग कर सकते हैं क्योंकि इससे सीमांत टैरिफ के निर्धारण में हल्की सी गलती होने पर नुकसान अत्यंत कम होगा जिसे अनुवर्ती सह-उत्पादन संयंत्रों में शीघ्रता से सुधारा जा सकता है इससे अन्य प्रमुख आईपीपी के लिए उपयोगी मंच (बैंच-मार्क) भी प्रदान किए जा सकेंगे।

7.5 टोपिंग चक्र संयंत्रों के मामले में जहां रिफाइनरी बाटम का ईंधन के रूप में प्रयोग किया जाता है, टैरिफ को वार्तातय आधार पर रा.बि.बो. द्वारा निर्धारित किया जाएगा जिसमें विद्युत उत्पादन सुविधा की निर्धारित लागतों तथा परिवर्तनीय लागत, जिसे दक्षता घटकों तथा अन्य प्रचालनात्मक घटकों हेतु समायोजन करके निर्धारित किया जाएगा, की वसूली हेतु प्रावधान होगा। विशेषतः इस तरह के संयंत्रों हेतु टैरिफ को इस प्रकार से दर्शाया जाएगा।

$$\text{टैरिफ} = \text{एफसीसी} + 0.8 * \text{परिवर्तनीय लागत}$$

8. पात्रता की अवस्था प्राप्त करने हेतु प्रक्रिया

8.1 किसी भी सुविधा को पात्रता की अवस्था राज्य सरकार द्वारा प्रदान की जाएगी। विद्युत उत्पादक द्वारा राज्य सरकार/रा.बि. बो. के समक्ष दक्षता मानदंड, ईंधन का चयन, विद्युत उत्पादन प्रौद्योगिकी तथा उद्योग में ऊष्मा समायोजन की अवस्थाओं के अनुरूप पात्रता शर्तों को पूरा करने के लिए आवश्यक दस्तावेज प्रस्तुत करने होंगे।

9. उत्पादन कार्यक्रम

9.1 चूंकि राज्य ग्रिड में अंतरित की जाने वाली अधिशेष विद्युत की उपलब्धता, उद्योग के प्रचालन चक्र के आधार पर दिन के दौरान भिन्न-भिन्न हो सकती है, साथ ही यदि औद्योगिक प्रचालन मौसम आधारित है जैसे कि चीनी-मिल इत्यादि तब यह मौसम के अनुसार भी भिन्न-भिन्न हो सकती है। इसलिए विद्युत उत्पादक तथा रा. बि. बो. /राज्य सरकार को, उद्योग तथा ग्रिड की आवश्यकताओं को ध्यान में रखते हुए मिलकर विद्युत आपूर्ति के लिए एक कार्यक्रम तैयार करना होगा।

पि. अब्रहाम, सचिव

RESOLUTION

New Delhi, the 6th November, 1996

Subject : Promotion of Co-generation Power plants

A-40/95-IPCI.—1.0 Introduction

1.1 Since the announcement of private power policy of the Government of India in 1991, a number of proposals including proposals from foreign promoters, have been received through Independent Power Producer (IPP) route. However, as the gestation period for large power projects is long, it would be possible to complete very few projects in the near future and, therefore, we would face huge shortage of power. At the end of 1996-97, the energy shortage is visualised at 15% and peaking shortage at 30%.

1.2 It is, therefore recognised that there is an urgent need to open an alternative route, other than Private Generating Company, where the industries themselves will be interested to meet their own power demand by pooling resources together. Captive Power Plants because of the inherent benefits offered by them were considered as one such alternative route. Accordingly, State Governments were requested to accord high priority to setting up of captive plants in their States and also encourage absorption of the available surplus power to be generated a captive power plant, in the State grid at a remunerative tariff. A detailed guide line to this effect was issued through a letter to All Chief Secretaries of States from the office of the Secretary(Power), Government of India (D.O. No. 6/1/Tariff/ Captive Power/95 9th October, 1995). Through a subsequent communication (DO No.A-31/94-IPC dated January 30, 1996) regarding clearance process for captive power projects. It was clarified that the captive power plants of any other persons [including juristic persons and excepting generating companies] are not subject to the provisions of Section 29(2) of the Electricity (Supply) Act Section 43(1) of the Act provides that the Board may enter into arrangement with any person producing electricity within the State for the purchase of the power on such terms as may be agreed of any surplus electricity which that person may be able to dispose of. However, as per Section 44(2A) the Board shall consult the authority in cases where the capacity of new generating station, or as the case may be additional capacity proposed to be created by the extension or replacement exceeds 25 MW. Hence, in terms of Section 44 of the Act captive power/cogeneration plants require the approval of the State Electricity Board only. The Board has to simply refer the proposal to the Central Electricity Authority for consultation under Section 44(2A) of the Act, in cases where the capacity of the new generating station exceeds 25 MW. Ministry of Power, Government of India, identifying the need for some rationale for fixing of the tariff for the captive

power plants had suggested setting up of an institutional mechanism allowing captive power units an easy and automatic entry into the state grid and announcement of a mutually-agreed, rational rate of purchase of incremental power generated by the captive plants (not lesser than the variable cost of power and not greater than that allowed under the two-part tariff notification).

1.3 It is generally recognised that industry in general and a process industry in particular needs energy in more than one form and if the energy requirements and supply to the industrial units are carefully planned the overall efficiency of a very high order is possible to achieve. With the combined objectives of promoting better utilisation of precious energy resources in the industrial activities and creation of additional power generation capacity in the system encouragement to co-generation plants in the country is being suggested.

2. Definition of Cogeneration

2.1 A cogeneration facility is defined as one which simultaneously produces two or more forms of useful energy such as electric power and steam, electric power and shaft (mechanical) power etc. Cogeneration facilities, due to their ability to utilise the available energy in more than one form, use significantly less fuel input to produce electricity, steam, shaft power or other forms of energy than would be needed to produce them separately. Thus by achieving higher efficiency, cogeneration facilities can make a significant contribution to energy conservation.

3. Objectives of the Policy

3.1 As electricity and heat are fundamental inputs to most of the industrial activities the present policy strives to achieve the dual objectives of achieving higher efficiency in fuel use in the industry as well as the availability of surplus electricity to the State grid, by combining power and heat generation for industrial use.

4. Process for Creation of Cogeneration Facility

4.1 With a view to promote setting up of cogeneration plants, it is proposed that the industry having cogeneration potential would be allowed to develop a power generating facility without necessarily going through the competitive bidding process, for projects of any size. In addition, in such cases the projects for the purpose of CEA clearance would be treated in the same way as any proposal for setting up of captive plant is required to be treated by the State Government under section 44 of the Electricity (Supply) Act, 1948.

5. Cogeneration Plants

5.1 Two basic cogeneration cycles have been identified:

- | | |
|------------------------------|--|
| (i) Topping Cycle: | Any facility that uses fuel input for power generation and also utilises for useful heat for other industrial activities. In any facility with a supplementary firing facility, it would be required that the useful heat to be utilised in the industrial activities is more than the heat to be supplied to the system through the supplementary firing by at least 20%. |
| (ii) Bottoming Cycle: | Any facility that uses waste industrial heat for power generation by supplementing heat from any fossil fuel. |

6. Qualifying Requirements

6.1 A facility may qualify to be termed as cogeneration facility if it satisfies certain operating and efficiency standards which are explained below.

(i) Qualifying Requirements for Topping Cycle

The qualifying requirements for topping cycle would depend on the type of fuel used as the overall efficiency levels likely to be achieved for power generation varies with the choice of fuel. Essentially, any cogeneration facility meeting the efficiency requirement will be more efficient than any combination of separately generated electricity and steam using the stage-of-art-technology. As such while setting the efficiency standards, the achievable efficiency in case of a particular fuel has been kept in consideration. In addition for all cases of cogeneration facility, it would be required that at least 20% of the total energy output is in the form of useful thermal energy.

As the cogeneration project would be feeding power to the state grid, in order to maintain grid stability and facilitate proper planning of the power system, it would be required that the cogeneration facility must be available to supply at least 5MW of power for at least 250 days in a year.

(a) Using Coal as Fuel

Assuming that the achievable thermal efficiency for power generation using coal as fuel hovers around 35% while the boiler efficiency for steam generation observed in Indian industries is about 90% the efficiency standard set for any cogeneration facility is as under:

The sum of useful power output and one half the useful thermal output be greater than 45% of the facility's energy consumption.

(b) Using Liquid Fuel

Assuming that the achievable thermal efficiency for power generation using liquid fuel based combined cycle power generation system is about 50% while the boiler efficiency for steam generation observed in Indian industries is about 85-90% the efficiency standard set for any cogeneration facility is as under:

The sum of useful power output and the useful thermal output be greater than 65% of the facility's energy consumption.

(c) Refinery Bottoms as Fuels

Refinery Bottoms or those by products of refining process would be permitted to be used as fuel for cogeneration facilities to be set up by any petroleum refining unit which can not be easily marketed due to transportation problems or due to low heat content. However to qualify as a cogeneration plant, *the sum of useful power output and one half the useful thermal output be greater than 45% of the facility's energy consumption.* And in any calendar year, not less than 90% of the total heat input for the facility should come from refinery residue or the refinery bottom.

(ii) Qualifying Requirements for Bottoming Cycle

In case of bottoming cycle the total useful power output in any calendar year must not be less than 50% of the total heat input through supplementary firing.

7. Tariff Fixation

7.1 While fixing tariff from a cogeneration plant, the basic consideration would be to share the benefits of higher efficiency. In addition, the other advantage available to the industry is availability of assured supply of power and possibly at a tariff lower than what the SEBs normally charge from their industrial consumers due to cross subsidisation. On the other hand SEBs also stand to benefit from the fact that they get surplus power at a rate lower than the marginal cost. However, in the bargain SEBs would have to let go some of their good customers. The tariff should, therefore reflect these issues.

7.2 The tariff can be fixed by the SEB by making adjustments for the higher efficiency and applying the same on the marginal cost of generation. Accordingly, the SEB can notify an acceptable tariff, reflecting the modified marginal cost of generation and pay at that rate for the life of the plant barring major fuel price escalations.

7.3 Alternatively, the SEBs may choose to notify the first year tariff in two parts, fixed and variable, and announce an tariff escalation formula considering the fact that with the servicing of debt, recovered through depreciation, the fixed cost component comes down every year and at the same time the fuel cost increase due to fuel escalation.

7.4 However realising the fact ultimately the power sector would be required to move away from the cost based tariff structure to get the full benefits we can probably use cogeneration plants for this switch over as even if there is slight error in fixing of the marginal tariff the damage would be very limited and can be corrected quickly in the subsequent cogeneration plants. This would also provide useful bench marks for other major IPPs.

7.5 In case of topping cycle plants using refinery bottom as fuel, the tariff would be fixed by the SEB on negotiated basis providing for recovery of fixed costs of the power generating facility and the variable cost which could be determined by making adjustments for efficiency factors and other operational factors. Typically, the tariff for such plants may be represented by

$$\text{Tariff} = \text{FCC} + 0.8 * \text{Variable Cost}$$

8. Procedure for Obtaining Qualifying Status

8.1 The Qualifying Status to any facility would be granted by the State Government. The power producer would be required to submit the necessary documents to the State Government/SEB to establish fulfilment of the qualifying requirements in terms of efficiency criterion, choice of fuel power generation technology and the stages of heat absorption in the industry.

9. Generation Schedule

9.1 As the availability of surplus power to be fed into the state grid will vary during the day depending on the operation cycle of the industry and may also vary with season if the industrial operations are season specific such as sugar mills etc., the power producer and the SEB/State Government would be required to mutually work out the schedule for power supply to the grid considering the industry and grid requirements.

P. ABRAHAM, Secy.